Informe de mercado

Abril 2022

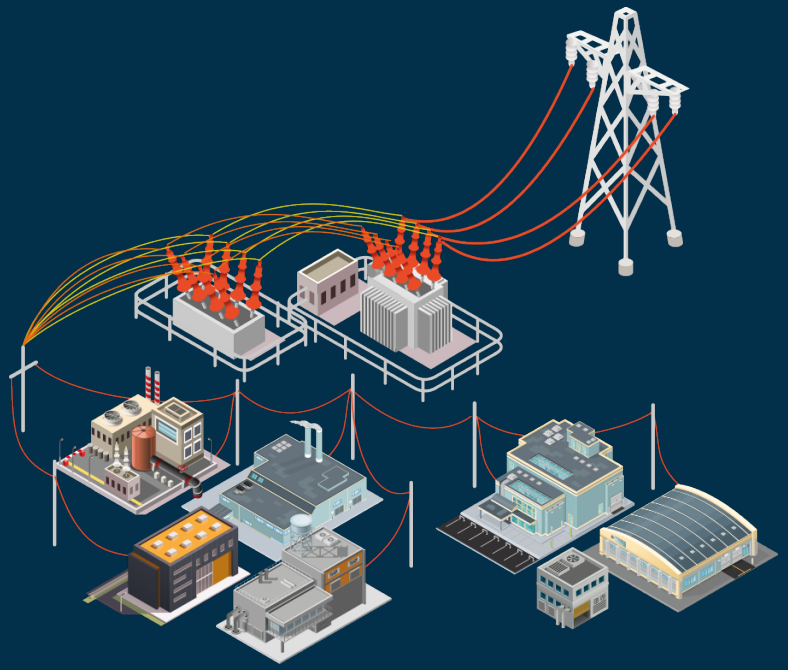
Resumen ejecutivo

Este resumen contiene los datos básicos del informe. Consulte el documento completo, con más información, análisis y gráficos interactivos, en:

www.grupoase.net

Informe de mercado

Abril 2022



Índice

Resumen del último mes 3
El análisis 4
Precio del mercado diario 8
Precio medio del mercado libre 9
Demanda y generación 9
Precios de casación 11
Saldo de interconexiones 11
Futuros 12
Mercados de gas 13
Índices ASE 15

La información contenida en el presente documento se basa en la información obtenida tanto de fuentes propias como de información de carácter público o suministrada por otras terceras entidades, sin que GRUPO ASE haya procedido a verificar la exactitud de la información obtenida por las fuentes citadas, así como está basada en la interpretación de los mercados de electricidad y gas que realizan los analistas de Grupo ASE. Grupo ASE se compromete a llevar a cabo su cometido con la mayor diligencia y profesionalidad, pero no garantiza ni asegura el resultado de sus análisis o de las recomendaciones realizadas. Los datos, informaciones, previsiones y recomendaciones contenidas en el presente documento han sido elaboradas con independencia de las circunstancias y objetivos particulares de sus posibles destinatarios y tienen como objetivo orientar a nuestros clientes facilitándoles un esquema analítico para la toma de decisiones e identificación de las diferentes tipologías de variables y riesgos, por lo que tienen un carácter orientativo y el uso que de las mismas se haga será responsabilidad exclusiva del cliente. Ni el presente documento ni su contenido constituyen una oferta, invitación o solicitud de compra, suscripción o cancelación de posiciones. Grupo ASE no asume ninguna responsabilidad por cualquier pérdida, directa o indirecta, que pudiera derivarse de la utilización de este documento o de la información, previsiones o recomendaciones contenidas en el mismo por parte de sus destinatarios. El cliente o destinatario del presente documento es el responsable último de las decisiones relativas a la aceptación del cierre de precios y posiciones a futuro, no pudiendo exigir a Grupo ASE ningún tipo de responsabilidad derivada del no cumplimiento de sus previsiones.

Resumen del último mes

PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

POOL

191,52 €/MWh

▼ -32,42% vs marzo 2022

▲ +194,6% vs abril 2021

MERCADO LIBRE

203,32 €/MWh

▼ -30,5% vs abril 2021

DEMANDA

18.404 GWh

GENERACIÓN

20.514 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q3-22: 150 (-21,88%)

YR-23:

- España: 135,50 (-0,73%)
- Francia: 258,50 (+26,1%)
- Alemania: 201,25 (+9,2%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Brent: +15,4%
- Gas Natural (MIBGAS): -26,7%
- Carbón (API2 Month +1): -6,8%
- CO2 (EUA): +8,6%

ÍNDICES ASE

ASE CTEI Total

Evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

+5,97%

vs marzo 2021

ASE ICEE

Este índice ofrece una tasa de evolución objetiva basada en el perfil mayoritario de las pymes industriales españolas, simulando un contrato indexado a POOL con tarifas 6.1TD y 6.2TD.

- **6.1TD:** +5%
- **6.2TD:** +3,5%

vs marzo 2022

El análisis

El mercado de futuros español se hunde un 20% tras la aprobación europea del "tope" al precio del POOL peninsular

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **El POOL de abril baja un 32,4% respecto a marzo por el aumento de la producción renovable.**
- **El descenso de las importaciones asiáticas de GNL alivia el abastecimiento de gas en Europa.**
- **La fotovoltaica aumenta un 52% y se convierte en la principal fuente de generación durante el día.**
- **La demanda se reduce un 2,7% pero la generación aumenta un 8% por las exportaciones.**
- **Los futuros eléctricos a largo europeos registran un fuerte encarecimiento, a excepción de España.**

El POOL de abril se reduce un 32,42% respecto a marzo

El precio medio diario del mercado mayorista (POOL) cierra abril en 191,52 €/MWh. Baja un 32,42% respecto a marzo, pero es un extraordinario 194,6% más alto que hace un año. Esta evolución del POOL implica, según nuestro índice ICEE-ASE, de elaboración propia, que el coste eléctrico para las empresas indexadas a POOL ha crecido el 158,3% para las tarifas 6.1TD y del 183,4% para las 6.2TD.

Europa

Entre las grandes economías, de nuevo Alemania registra el precio más bajo, con 165,73 €/MWh. Le sigue España con 191,52 €/MWh. El más alto lo ha marcado Italia, a 245,97 €/MWh.

El cambio del gas a carbón es rentable

El principal motivo por el que el precio de la electricidad es más bajo en Alemania es su gran parque de generación con carbón, que está ganando cuota frente al gas. Los márgenes de las centrales alemanas de carbón (con una eficiencia estimada del 39%) están resultando más competitivos que los de los ciclos combinados de gas (eficiencia del 50%) debido al alto coste del gas y a precios algo más "contenidos" del CO2.

La cotización del carbón de entrega en Rotterdam (API2) para el Yr-23 ha subido hasta los 210 $ /ton, tras confirmar la UE que a partir de 10 de agosto las importaciones de carbón ruso quedarán suspendidas. Pero con el gas (TTF) en valores superiores a los 90 €/MWh, las emisiones de CO2 deberían superar los 150 €/tCO2 (actualmente están en 85€/tCO2) para que se equiparaban los márgenes de las centrales de gas y de carbón. Por tanto, el cambio de gas a carbón les está resultando rentable de momento.

El descenso de la demanda asiática de gas incrementa el abastecimiento de GNL a Europa

En Europa, las condiciones templadas y el elevado número de llegadas de gas natural licuado (GNL) durante abril han dado un respiro a los mercados de gas europeos. En el spot TTF, el precio diario del gas y de los productos inmediatos están por debajo del mes anterior. El segundo trimestre (Q3-22) baja un 20% en abril, mientras el cuarto (Q4-22) desciende un 17%.

El precio del gas en España se reduce frente al TTF

En España, el incremento de las importaciones de GNL y la estabilidad del gaseoducto argelino, junto con la

elevada generación renovable de abril, han provocado que el precio spot del gas español (MIBGAS) presente un fuerte descuento de 9 €/MWh sobre su homólogo holandés (TTF), de referencia en Europa.
En lo que llevamos de año, la regasificación ha aumentado un 81% en nuestro país, gracias a que contamos con la mayor capacidad regasificadora de Europa. En el primer trimestre de 2022, Estados Unidos se ha consolidado como nuestro principal proveedor de gas natural. Con el 37% del total, ha desplazado a Argelia, que ha nos ha proporcionado el 26%.

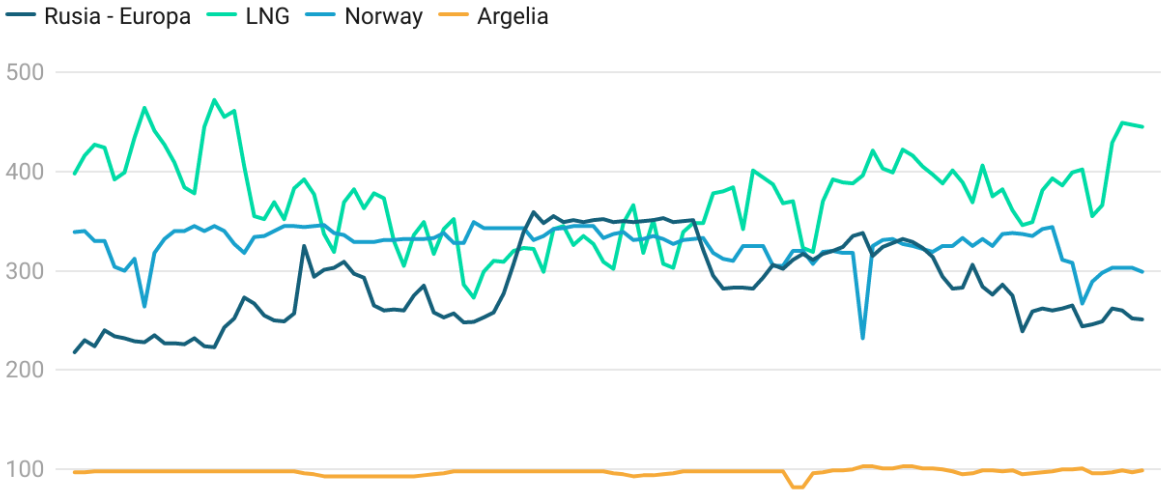
La mayor importación de GNL compensa la reducción del suministro ruso
Desde que comenzara 2022, los altos precios del gas en Europa, debido a la incertidumbre sobre el suministro ruso (antes incluso de la invasión de Ucrania), han estado contribuyendo a desviar hacia Europa los cargamentos que se dirigían a Asia.

El aumento de las llegadas desde EE. UU., que este año se ha convertido en el mayor exportador mundial de GNL, por delante de Australia y Japón, está permitiendo a Europa compensar la reducción de las importaciones por gaseoducto ruso.

Así, en el primer trimestre, las exportaciones rusas a la UE habían caído un 35% en comparación con la media de 2016-2021 para el primer trimestre, mientras que las cargas de GNL siguen batiendo récords. Actualmente, las importaciones de GNL (32%) son la principal fuente de aprovisionamiento para Europa, por delante de Noruega (27%) y Rusia (24%).

En su plan para garantizar la seguridad del suministro energético, la Comisión Europea ha dictaminado que la capacidad de almacenamiento en los países miembros debe alcanzar el 80% para el 1 de noviembre de 2022. A partir de 2023, el objetivo será del 90%. Es un objetivo tremendamente ambicioso si tenemos en cuenta que los niveles de almacenamiento actuales de la UE no llegan al 25%. Para cumplir el objetivo, los mercados de gas europeos deberán mantener un precio alto hasta el próximo invierno, a fin de seguir atrayendo los cargamentos de GNL.

Importaciones de gas Europa (mcm)



Las restricciones por la COVID y el clima templado reducen la demanda asiática
El estricto confinamiento vigente en China, a causa de la COVID-19, junto al alto precio del GNL y a unas temperaturas suaves, han reducido su demanda. Sus importaciones han caído un 11,2% en el primer trimestre, respecto al mismo periodo de 2021. No obstante, se espera que aumenten un 10% a final de 2022 por un previsible crecimiento del consumo, debido a la política gubernamental de cambio del carbón al gas para mejorar la calidad del aire.

La baja actividad de los compradores en Asia, que absorben el 75% del GNL mundial anual, también tiene que ver con que nos encontramos en la temporada intermedia, donde la demanda de gas es menor.
El descenso de la demanda de las últimas semanas ha provocado que los precios asiáticos de gas (JKM) hayan bajado y, por segunda semana consecutiva, se encuentren por debajo de Europa (TTF), lo que no es habitual en esta época del año.
Esto podría revertirse en las próximas semanas si se cumplen las previsiones de altas temperaturas para este próximo verano porque se incrementaría su demanda para refrigeración y se activarían nuevamente las compras de cargamentos de GNL.

Los futuros de gas a largo plazo se disparan
El descenso en la curva de precios de 2022 en el TTF es de alrededor del 20% y puede ser un indicador del bajo riesgo de interrupción del suministro de gas

ruso que percibe el mercado, así como de las buenas expectativas de llegada de GNL a Europa. En todo caso, contrasta con un potencial alargamiento de la guerra y con la posibilidad de que Rusia extienda el corte del suministro de gas a otros países de la UE por no pagar en rublos, como ya ha hecho con Polonia y Bulgaria.

Pero lo que más nos llama la atención en abril es que ha habido un importante incremento de los precios de la curva de largo plazo (2023-25) en el TTF. La magnitud de este incremento, que supera el 45%, no se explica por el alza de los precios del carbón y las emisiones, aunque es cierto que también se han incrementado ligeramente para este periodo. El Yr-23 de gas ha subido más de un 45%, mientras el Yr-24 se encarece más de un 50%. Se trata de una subida sin precedentes del largo plazo.

Es muy posible que el mercado prevea una mayor escasez de oferta durante los próximos tres años. Nuestra previsión es que, hasta 2026, la respuesta de la oferta mundial (aparte de Rusia) será muy baja. El largo ciclo de capital de los grandes proyectos de expansión hace que los que están aprobados y construyéndose en la actualidad, no estarán en marcha hasta dentro de tres a cinco años. En este juego de "suma cero" por el GNL mundial, la perspectiva de los precios globales del gas es claramente alcista. Lo explicamos con detalle en nuestro informe especial del pasado enero El gas y su impacto en los precios de electricidad.

Los futuros eléctricos europeos reaccionan con un fuerte aumento, a excepción de España

Corto plazo (2022)
La decisión rusa de cortar el suministro a Polonia y Bulgaria, por no pagar en rublos, volvió a poner la incertidumbre encima de la mesa el pasado 27 de abril y provocó un fuerte incremento de la curva de futuros a corto plazo. El temor a que más países puedan verse afectados, en particular Alemania, aumentó los precios del gas y de la electricidad en el mercado europeo. Concretamente, el tercer trimestre alemán (Q3-22) se incrementó un 12% hasta los 241 €/MWh mientras el cuarto trimestre escalaba hasta los 261 €/MWh.

Ese mismo día, el mercado ibérico (OMIP) bajaba con fuerza, tras la aprobación europea de la propuesta de España y Portugal de limitar el precio de gas para la generación de electricidad a 40-50 €/MWh. El tercer trimestre español se hundió un 22% hasta los 150 €/MWh y el cuarto trimestre (Q4-22) también descendió hasta el nivel de 150€/MWh (-16,4%).

De esta forma, España presenta en este momento una prima de descuento para el segundo semestre de más de 90 €/MWh en comparación con Alemania y de casi 185 €/MWh frente a Francia.

Largo plazo (2023-26)
Como respuesta al aumento del precio del gas, los mercados de futuros eléctricos europeos han registrado en abril un fuerte repunte para el periodo Yr-23-26. Mientras en Francia los precios para este periodo subieron un 34,5% y en Alemania un 27%, en España apenas se encarecieron un 2,1%. El mercado español sigue aumentando la prima de descuento frente a sus homólogos europeos debido, principalmente, a dos motivos:

- Un riesgo de suministro menor, por la menor dependencia de Rusia.
- La oferta competitiva renovable a largo plazo.

La falta de liquidez del mercado español sigue siendo el principal inconveniente para las empresas que deseen cerrar a largo plazo y estabilizar sus costes eléctricos a un precio mucho más competitivo que el resto de los mercados europeos.

El aumento de la generación renovable reduce los precios de electricidad
A pesar del alto precio del POOL de abril (191,42 €/MWh), en determinadas horas y días, la generación renovable y solar fue tan abundante que redujo los precios a valores cercanos a "cero". Por ejemplo, el 20 de abril, con un precio medio de 85 €/MWh.

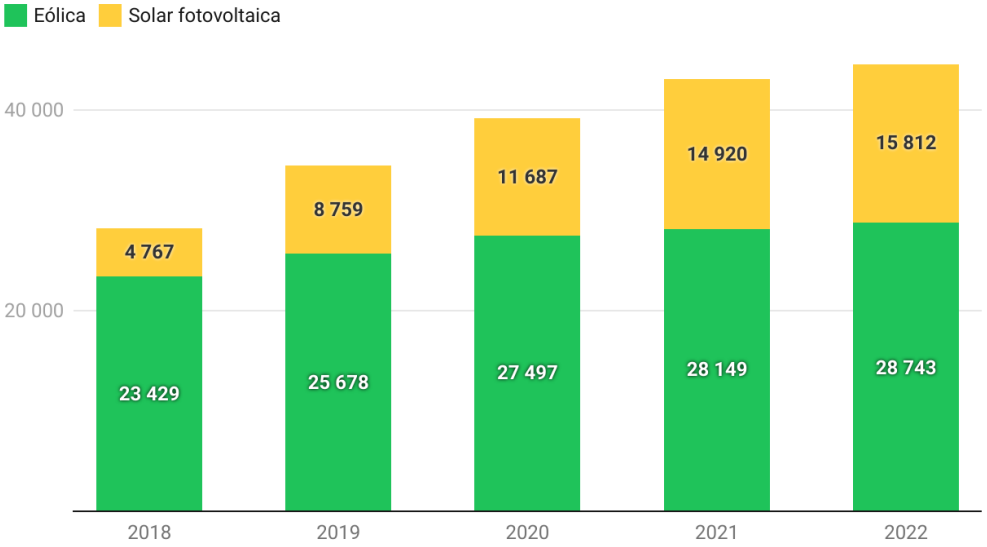
Los precios horarios medios entre las 12 y las 19 horas fueron los más reducidos, incluso inferiores a las horas valle de la noche (P6). El crecimiento de la generación fotovoltaica, de más del 50% frente al año pasado, está provocando que, en los días con una generación eólica moderada (ya no decimos elevada), se queden fuera los ciclos combinados de gas (hueco térmico) y se hunda el precio.

Este mes de abril, en las horas de máxima radiación solar la fotovoltaica fue la principal fuente del mix, con cerca del 28%. Se ha colocado por delante de la eólica (23%) y de la nuclear (18,5%). En estas horas 'solares', los ciclos combinados de gas apenas representan un 6%.

Previsión del impacto de las renovables
Resulta extremadamente complejo anticipar el impacto que tendrá el crecimiento de las renovables sobre el precio de electricidad en los próximos meses y años. Por un lado, la intermitencia de la eólica, que es necesaria para reducir el precio, supone un desafío para el sistema eléctrico. Y, por otro, la evolución de la demanda es difícil de predecir, dado que está influenciada por multitud de factores: climatológicos, eficiencia energética, incorporación de la movilidad eléctrica, etc.

Lo que es evidente es que las renovables cada vez tendrán más impacto en la formación de los precios de la electricidad, a medida que crezca su potencia instalada. Pero no podemos establecer que el impacto de las renovables se produzca solo cuando el precio es cero o cercano a este. Las renovables, reducen el precio de

Evolución de la potencia eólica y fotovoltaica



electricidad al dejar fuera a las centrales térmicas menos eficientes, lo que no siempre supone que el precio sea cero.

Nuestra previsión dista mucho de una "normalización de los precios cercanos a cero" durante la próxima década. Existen factores que están desarrollándose y que tendrán un enorme impacto, evitando esta distorsión del mercado. Hablamos del crecimiento de la demanda por la incorporación de la movilidad eléctrica, de la flexibilidad de la demanda, del almacenamiento de la energía...

Los precios cercanos a cero pueden ser un alivio para los consumidores en el corto plazo, pero en largo generan incertidumbre para la inversión y el desarrollo de un sistema eléctrico eficiente, estable y sostenible. Intervenir la señal de precio es lo que puede evitar que el mercado sea capaz de generar sus mecanismos para evitar estas distorsiones, que al final acabamos pagando los consumidores.

El incremento de las exportaciones beneficia la generación de los ciclos combinados

Aunque la demanda se ha reducido un 2,7%, la generación de electricidad en España ha aumentado en abril un 8%. La respuesta la encontramos en el crecimiento de las exportaciones.

El aumento de la generación renovable en España y los altos precios de la electricidad en Francia han favorecido la exportación a nuestro vecino galo. Este mes el saldo ha sido exportador con Portugal y Francia, de 1.453 GWh, mientras que el año pasado fue importador en 269 GWh. Para compensar este cambio de signo y satisfacer la demanda nacional, la generación ha aumentado su producción en 1.722 GWh y los ciclos combinados de gas han sido la tecnología más beneficiada, ya que son la última en entrar. Por tanto, esto también implica que las exportaciones elevan el precio en España.

El Gobierno español ha obtenido la aprobación de UE para implantar un tope al precio de electricidad durante los próximos 12 meses, con el argumento de que la península es una isla energética. Desde nuestro punto de vista, en este momento la escasa interconexión con Francia más que un inconveniente es una ventaja y parece que será así durante los próximos 12 meses. Las exportaciones a Francia y, por tanto, la generación de los ciclos combinados de gas, se verán muy favorecidas con la implantación del nuevo sistema de tope de precios en España. Toda una incongruencia.

El autoconsumo y la eficiencia hunden la demanda eléctrica

La demanda se ha reducido un 2,7% este mes y acumula un descenso del 3% en 2022. Los motivos son los avances en eficiencia energética, la elevada señal de precio y el crecimiento del autoconsumo. Los datos respecto a este último factor son evidentes, como se observa en la gráfica: existe una bajada mucho más pronunciada en las horas de máxima radiación en abril, del 5%, frente al resto de horas.

En 2021, la potencia instalada para autoconsumo fue de 1.200 MW, el doble que el año anterior, y el 41% de esos 1,2 GW instalados corresponde a autoconsumo industrial. Esta nueva potencia equivale a darle un "bocado" a la demanda anual del 0,5%. Pero si tenemos en cuenta que se concentra en determinadas horas, su impacto es mucho mayor. De seguir está tendencia, estamos ante un factor determinante, capaz de modificar la demanda energética y la formación de los precios de electricidad a lo largo de la década.

Pero no debemos sacar conclusiones precipitadas, dado que las proyecciones sobre el futuro crecimiento

de la demanda eléctrica son, a su vez, muy complejas. Es cierto que en los últimos diez años ha venido disminuyendo de forma constante en la mayoría de los mercados europeos debido a la evolución de la tecnología, a las medidas de eficiencia energética y al autoconsumo. Pero esto puede cambiar en los próximos años porque las fuerzas tangibles de crecimiento de la demanda están preparadas para entrar en juego, apoyadas en el marco político y la madurez de la tecnología.

El impulsor más importante será la electrificación del transporte. Se estima que podría aumentar la demanda total eléctrica cerca de un 10% en la UE en 2030 y hasta el 30% en 2040. Con el actual apoyo político, la tecnología y los costes, está cada vez más claro que los vehículos eléctricos dominarán el transporte por carretera en pocos años. Los fabricantes de automóviles están modificando las líneas de producción y las cadenas de suministro para asegurar el camino hacia la electrificación de los vehículos.

Otro de los impulsores será la producción de hidrógeno por electrólisis. Aunque aún es muy caro, el apoyo político de la UE, para disponer de 40GW de electrolizadores en 2030, favorece una alternativa para reducir la dependencia del gas ruso. Los electrolizadores representarán una nueva e importante fuente de demanda de energía, que podría suponer un aumento en la demanda, del 5% para 2030 y del 20% para 2040.

En definitiva, la electrificación de la sociedad podría compensar el efecto del crecimiento de la generación renovable y el autoconsumo, al menos en una parte importante. Desde nuestro punto de vista, el autoconsumo seguirá siendo para las empresas un excelente vehículo para estabilizar su coste eléctrico y reducir la huella de carbono de sus productos y servicios finales.

ANÁLISIS GRUPO ASE

"Tope de precio" a la electricidad: respiro, pero no solución

La inflación provocada por los altos precios de electricidad es un autentico quebradero de cabeza para los políticos y un drama para las empresas y hogares. El plan del Gobierno de limitar el precio del gas para la generación de electricidad, aprobado por la UE a modo de excepción en Europa con el argumento de que la Península es una "isla energética", dará un ligero respiro en el corto plazo a muchas empresas durante los próximos 12 meses.

El inconveniente en el largo plazo, de limitar el precio, es lo que implica en cuanto a retrasar la amortización de las inversiones y reducir la rentabilidad de los activos renovables. Aunque la señal de precio sigue siendo muy atractiva, la incertidumbre que genera la intervención de un mercado puede tener consecuencias. Hace falta mucho capital privado para acelerar la transición, por lo que es necesario procurar un marco estable y evitar que el de capital de desvié a otros mercados.

Aunque aún no conocemos la letra pequeña, hasta donde sabemos por la información que se ha filtrado, el precio de la electricidad podría limitarse entre los 120-130 €/MWh en los primeros 6 meses y entre los 140-150 €/MWh en los seis siguientes. Esto implica reducir en casi un 40% el precio del POOL eléctrico actual de 2022, que se sitúa próximo a los 220 €/MWh.

En este momento, la energía supone cerca del 75-80% de la factura de las empresas, por lo que la limitación del precio puede suponer cerca de una disminución del 30% de su coste eléctrico. Eso sí, esto solo afectará a las empresas que tengan la energía contratada (total o parcialmente) indexada "a POOL".

Tampoco sabemos cómo pagarán los consumidores la diferencia que van a asumir los ciclos combinados entre su coste real de generación y el precio máximo fijado. Es de suponer que se incrementen los cargos de la tarifa (distribución) sobre los consumidores.

El beneplácito de la UE a la propuesta hispano-lusa es una decisión política dado que, en este momento, precisamente ser una "isla energética" protege a la península de los altos precios de Europa. La errática estrategia energética europea ha llevado a muchos países a una elevada dependencia energética de Rusia que está exponiendo a sus economías al riesgo de corte de suministro.

Entre ellas Alemania, el motor económico europeo. Si Rusia decide exigirle el pago en rublos del gas y petróleo, cómo ya ha hecho con Polonia y Bulgaria, el problema de sus empresas no será el precio, sino la seguridad del suministro. La gran empresa química germana BASF, ya ha anunciado que, en caso de corte de suministro ruso, se paralizaría cerca del 50% de su producción. Alemania ha anunciado la construcción de dos terminales de GNL, dado que no tiene ninguna (España dispone de 6), para poder traer gas de otros destinos. Sin embargo, su construcción llevará al menos 4 años, hasta que estén operativas.

Ante este panorama, si una empresa multinacional de automóviles debe decidir dónde invertir en una nueva línea de producción para un nuevo vehículo en Europa, tendrá en cuenta la garantía de suministro eléctrico y las emisiones de CO2 de esa energía. España, sin duda, podría estar muy bien posicionada como país receptor de inversión, dado que garantizamos ambas. Precisamente, estar aislados de las redes de interconexión con Europa nos ha obligado a desarrollar un mix energético muy diversificado y con una red de transporte y distribución de las más potentes e innovadoras de Europa. Aunque hay que decir, tam-

bién, que los consumidores hemos pagado un precio por ello.

Como ya decíamos en nuestro anterior informe, compaginar las necesidades urgentes del corto plazo sin hipotecar el futuro es un gran desafío para la política. Solo conseguiremos el objetivo de tener un sistema eléctrico competitivo, innovador, sostenible y transparente acelerando la transición energética y facilitando la eficiencia y liquidez de los mercados eléctricos. Mientras otros países vuelven al carbón, España tiene una gran oportunidad, aunque hay que ser conscientes de que la transición tiene un coste. Así lo reflejan los mercados energéticos a largo plazo en Europa, cuyos precios siguen escalando mes a mes. En España, de momento, esta subida es más contenida.

Informe de mercado Abril 2022

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado el mes con un precio medio de 191,52 €/MWh, baja un 32,42% respecto a marzo, pero es un 194,6% más caro que hace un año.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

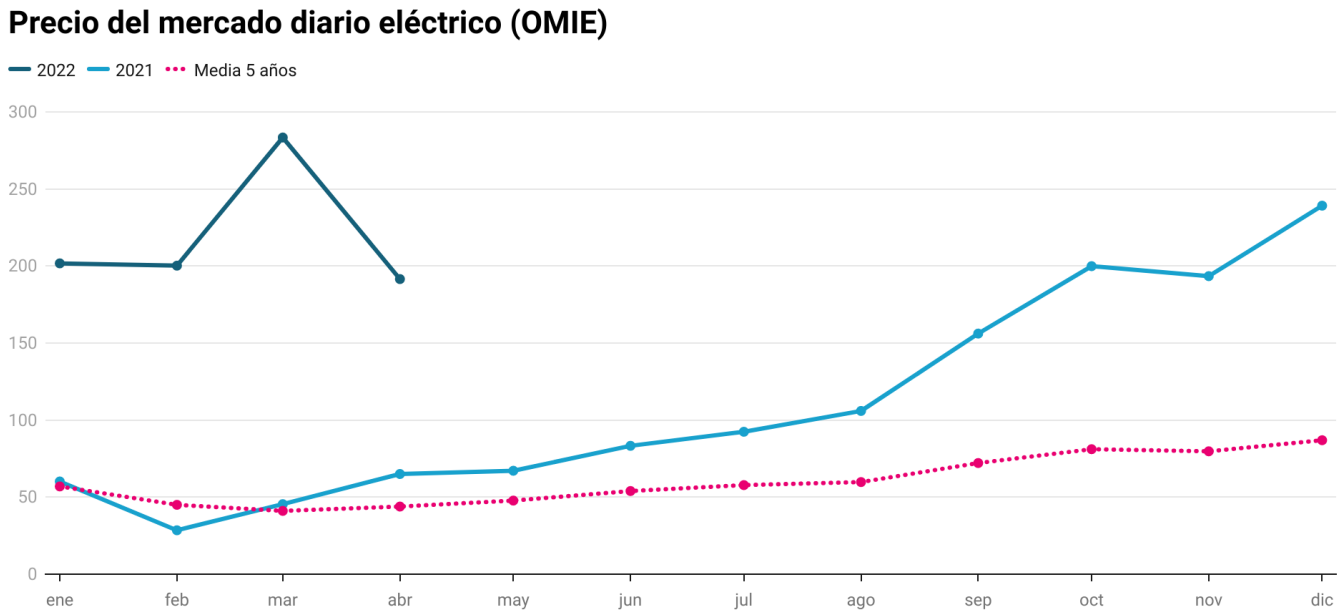
191,52
€/MWh

▲ -32,42% vs marzo 2022

▲ +194,6% vs abril 2021

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

167,72
€/MWh



PVPC

0,26863
€/kWh

▲ +100,42% vs marzo 2021

El precio de la luz en la tarifa PVPC (Precio Voluntario al Pequeño consumidor con potencia inferior a 10kW), regulada por el Ministerio de Industria, ha sido de 0,26863€/kWh. Sube un 100,4% respecto a abril del año pasado.

Precio medio final mercado libre

203,32
€/MWh

▲ +188,4% vs marzo 2021

El precio final medio de abril para los comercializadores libres y consumidores directos es de 203,32€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio. Esto supone una subida del 188,4% sobre abril de 2021.

Repercusión de los sobrecostes y componentes del precio final mercado libre

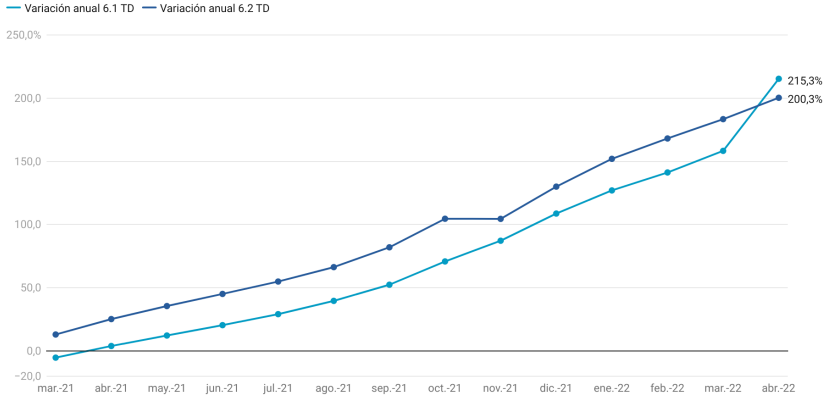
Los costes provisionales del sistema, englobados en los Servicios de Ajuste, Pagos por Capacidad y Servicio de interrumpibilidad en el mercado libre, han representado este mes un coste de 11,8 €/MWh . Los sobrecostes suben 6,31 €/MWh (+114,9%) frente a abril del año pasado.

Índice ASE ICEE

Este índice ofrece una tasa de evolución objetiva, aunque tu precio final de la electricidad no coincida. Ten en cuenta que el coste eléctrico de cada empresa no solo depende del precio, también de otros factores como el tipo de contrato, la curva de carga, la potencia contratada o las medidas de eficiencia energética adoptadas.

La subida del coste eléctrico se debe al incremento de los precios de la electricidad en el mercado diario (POOL). En abril, el precio medio mensual se ha situado en 191,52 €/MWh, lo que representa un 32,42% menos que el mes pasado. Con respecto al precio del POOL eléctrico de los 12 últimos meses, se coloca en 167,85 €/MWh, con un incremento del 6,7% sobre marzo. A pesar del retroceso del precio medio mensual respecto a marzo, el precio medio del coste eléctrico de los 12 últimos meses sube: un 5% en las tarifas 6.1 TD (215,33 €/MWh) y un 3,5% en las 6.2TD (200,30 €/MWh).

Evolución del ASE ICEE (%) | abril 2022



Creado con Datawrapper

Informe de mercado Abril 2022

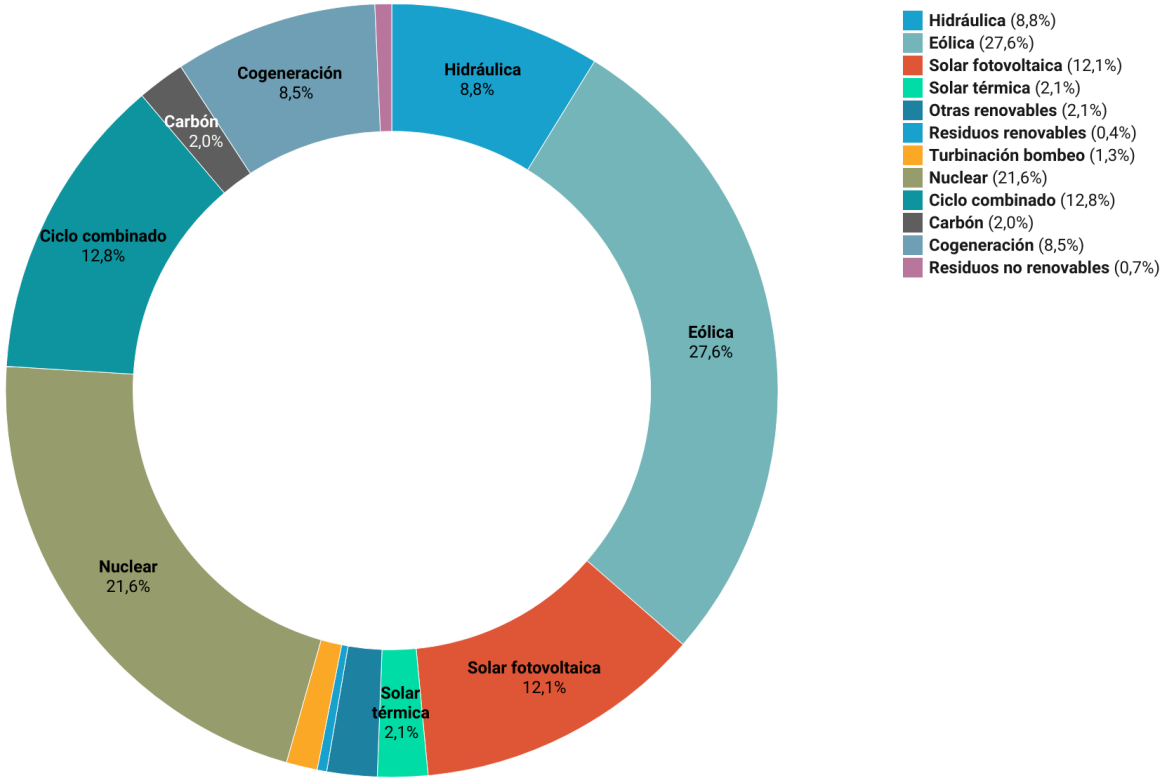
Demanda

La demanda de electricidad ha bajado un 2,7% respecto a abril del año pasado. En las horas de radiación solar, la demanda se reduce más por el menor requerimiento que implica la potencia instalada para autoconsumo de hogares y empresas.

Generación

Mix abril 2022

La generación de electricidad en abril ha crecido un 8% respecto al mismo mes del año pasado. Este mes, la generación nuclear y eólica han dominado en el mix, a excepción de las horas de radiación solar, que protagonizó la fotovoltaica.



Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 53,1% del mix, frente al 48,1% de abril del año pasado, por el crecimiento de la fotovoltaica y la eólica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 ha alcanzado el 76% del mix, frente al 71,1% de abril del pasado año, gracias al aumento de la producción renovable.

Generación eólica

La generación eólica ha llegado a superar algunos días el 50% del mix, con la consiguiente reducción de precio en el POOL. La producción eólica de este mes de abril ha sido un 33,8% superior a su media de los últimos cinco años.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico de abril se ha reducido hasta el 14,8% del mix, frente al 16,6% del año anterior.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran a un 72,3% de su nivel el año pasado y a un 72,5% sobre la media de los últimos diez años.

Precios de casación por tecnologías

El hueco hidrotérmico (carbón + gas + hidráulica regulable) ha cerrado precio el 65,35% de las horas de casación de abril.

Saldo de las interconexiones

Por sexto mes consecutivo, el saldo de la interconexión ha sido exportador, con 1.477 GWh.

Mercados de futuros eléctricos

Los futuros eléctricos europeos reaccionan con un fuerte aumento, a excepción de España

Corto plazo (2022)
La decisión rusa de cortar el suministro a Polonia y Bulgaria, por no pagar en rublos, volvió a poner la incertidumbre encima de la mesa el pasado 27 de abril y provocó un fuerte incremento de la curva de futuros a corto plazo. El temor a que más países puedan verse afectados, en particular Alemania, aumentó los precios del gas y de la electricidad en el mercado europeo. Concretamente, el tercer trimestre alemán (Q3-22) se incrementó un 12% hasta los 241 €/MWh mientras el cuarto trimestre escalaba hasta los 261 €/MWh.

Ese mismo día, el mercado ibérico (OMIP) bajaba con fuerza, tras la aprobación europea de la propuesta de España y Portugal de limitar el precio de gas para la generación de electricidad a 40-50 €/MWh. El tercer trimestre español se hundió un 22% hasta los 150 €/MWh y el cuarto trimestre (Q4-22) también descendió hasta el nivel de 150€/MWh (-16,4%).

De esta forma, España presenta en este momento una prima de descuento para el segundo semestre de más de 90 €/MWh en comparación con Alemania y de casi 185 €/MWh frente a Francia.

Largo plazo (2023-26)
Como respuesta al aumento del precio del gas, los mercados de futuros eléctricos europeos han registrado en abril un fuerte repunte para el periodo Yr-23-26. Mientras en Francia los precios para este periodo subieron un 34,5% y en Alemania un 27%, en España apenas se encarecieron un 2,1%. El mercado español sigue aumentando la prima de descuento frente a sus homólogos europeos debido, principalmente, a dos motivos:

- Un riesgo de suministro menor, por la menor dependencia de Rusia.
- La oferta competitiva renovable a largo plazo.

La falta de liquidez del mercado español sigue siendo el principal inconveniente para las empresas que deseen cerrar a largo plazo y estabilizar sus costes eléctricos a un precio mucho más competitivo que el resto de los mercados europeos.

Futuros eléctricos Europa

Producto	España	Dif % (1)	Francia	Dif % (1)	Alemania	Dif % (1)
Spot Abr 22	191,52	-5,29	233,10	25,60	165,73	29,10
Q3-22	150,00	-21,88	252,13	-15,70	232,46	-15,90
Q4-22	150,50	-16,39	419,36	12,80	255,50	-6,10
Q1-23	151,00	-20,11	437,73	24,20	254,10	-1,50
Q2-23	122,79	2,12	164,37	11,80	172,29	11,00
Yr-23	124,50	-0,73	258,50	26,10	201,25	9,20
Yr-24	94,85	2,26	185,36	47,60	165,38	37,50
Yr+5	80,08	2,10	173,17	34,50	152,03	27,00

(1) Diferencial respecto a la última cotización del mes anterior

Tabla: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

Los precios de los mercados europeos se distancian

En abril, los precios del gas en Reino Unido, España y Francia se han reducido hasta alcanzar, en muchos días, un descuento de más de 20 €/MWh al TTF holandés, el mercado de referencia en Europa. Resulta llamativo porque lo normal es que los precios se negocien dentro de un estrecho margen, de 1-2 €/MWh, entre los distintos mercados, y que el TTF resulte el más competitivo por su elevada liquidez.

Concretamente, el mercado español se ha visto favorecido por la abundante oferta de gas natural licuado (GNL) y por las benignas condiciones meteorológicas. Durante este mes hemos recibido un total de 32 cargamentos, seis más que en marzo y once más que en abril del año pasado. Las existencias de GNL de España se encuentran al 61% de su capacidad, un récord para esta época del año. Así, ha aumentado el descuento del PVB español con respecto al TTF holandés en 9 €/MWh.

Estas diferencias en los precios de los hubs de gas también podrían trasladarse a los mercados de futuros eléctricos, si se normalizan, dado el papel dominante de los ciclos combinados de gas en la fijación de los precios marginales de la electricidad.

Las restricciones de gas desde Rusia y la estrategia europea por limitar su dependencia, han llevado a un aumento de las importaciones de GNL. Esto favorece a los mercados de gas europeos con mejor acceso y capacidad de regasificación de GNL, que obtienen un descuento frente a los mercados más dependientes del suministro ruso, como el holandés o alemán.

El giro de Europa hacia el GNL, para no depender de Rusia, está impulsando la búsqueda de inversiones para desarrollar capacidad de regasificación adicional. Pero poner en marcha toda la infraestructura asociada para importar más GNL y lograr así aliviar las restricciones de flujo ruso, requiere de mucho capital y de tiempo. Mientras, es de esperar que continúe la divergencia y la volatilidad de los precios en los centros europeos, lo que repercutirá en una reducción en los mercados de gas y electricidad de los países mejor situados en este momento, entre ellos España. Así lo perciben los mercados de futuros.

El GNL alivia a Europa

Las importaciones récord de GNL durante el primer trimestre y en abril están ayudando a acelerar las inyecciones de almacenamiento en Europa. Las reservas se han situado al 27%, cuatro puntos porcentuales más que hace un año. Pero, para alcanzar el objetivo impuesto por Bruselas a los estados de la UE, del 80% el 1 de noviembre, los compradores necesitan aumentar su actual ritmo de importaciones de GNL.

Sin embargo, el mercado mundial de GNL está muy ajustado, tanto por la capacidad de regasificación de Europa, que está trabajando a más del 90% en algunos países, como porque la producción mundial que es limitada.

De momento, Asia ha dado un respiro a Europa al reducir su demanda, sobre todo por las restricciones asociadas al COVID en China y por temperaturas templadas. Pero esto podría cambiar rápidamente. Las reservas de Japón se encuentran un 31% más bajas que hace un año. Su actual actividad compradora es baja por los altos precios y por la llegada de una temporada meteorológicamente de menor demanda.

Este verano, la carrera por recargar las reservas antes del invierno podría devolver la tensión entre Asia y Europa al mercado global de GNL. Europa deberá mantener los precios muy altos para seguir desviando las cargas de Asia. Que los veranos cotizaran por encima de los inviernos podría convertirse en una pauta para los próximos años.

EEUU principal proveedor de Europa
EE. UU. ha sido el principal proveedor de GNL para Europa en 2022, con el envío de un récord de 13 millones de toneladas a la región durante el primer trimestre de este año. Teniendo en cuenta los costes de transporte de ida y vuelta y de licuefacción, las primas de los centros europeos sobre el Henry Hub de EEUU para junio y julio siguen siendo más atractivas que los márgenes equivalentes de Asia. Por tanto, es previsible se mantenga un elevado número de llegadas de cargas norteamericanas a Europa durante al menos los dos o tres próximos meses.

Perspectiva a largo plazo: fuerte subida del gas
Las nuevas plantas de producción de GNL que se están construyendo están mayoritariamente en EE. UU. y Qatar y entrarán en funcionamiento a partir de 2025-26. Desde la invasión rusa de Ucrania, Europa ha anunciado su intención de aumentar su capacidad adicional de importación de GNL, pero esta vendrá limitada por su propia capacidad regasificadora y por la limitación de la producción mundial de GNL.

El interés por los nuevos contratos a largo plazo y por nuevas plantas de licuefacción seguirá aumentando en Europa para asegurarse un mayor suministro de GNL a corto y largo plazo. Pero Europa tendrá que competir con otros compradores, lo que provocará más tensión para un mercado ya muy congestionado. La evolución de la demanda asiática, la capacidad de regasificación de la UE y la climatología serán los factores fundamentales que marquen los precios del gas y la electricidad en los próximos años.

Hubs gas

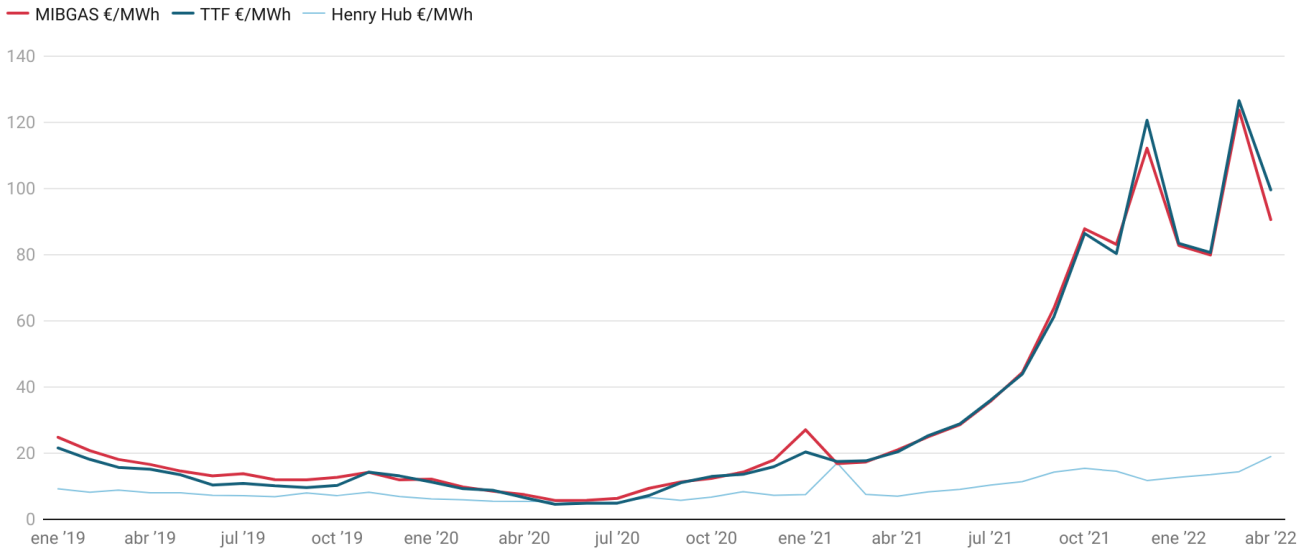


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

De momento, el mercado vislumbra un importante aumento de precio con la escalada que ha experimentado el TTF para el Yr-23, el Yr-24 y el Yr-25, de más de un 45%.

Índices ASE

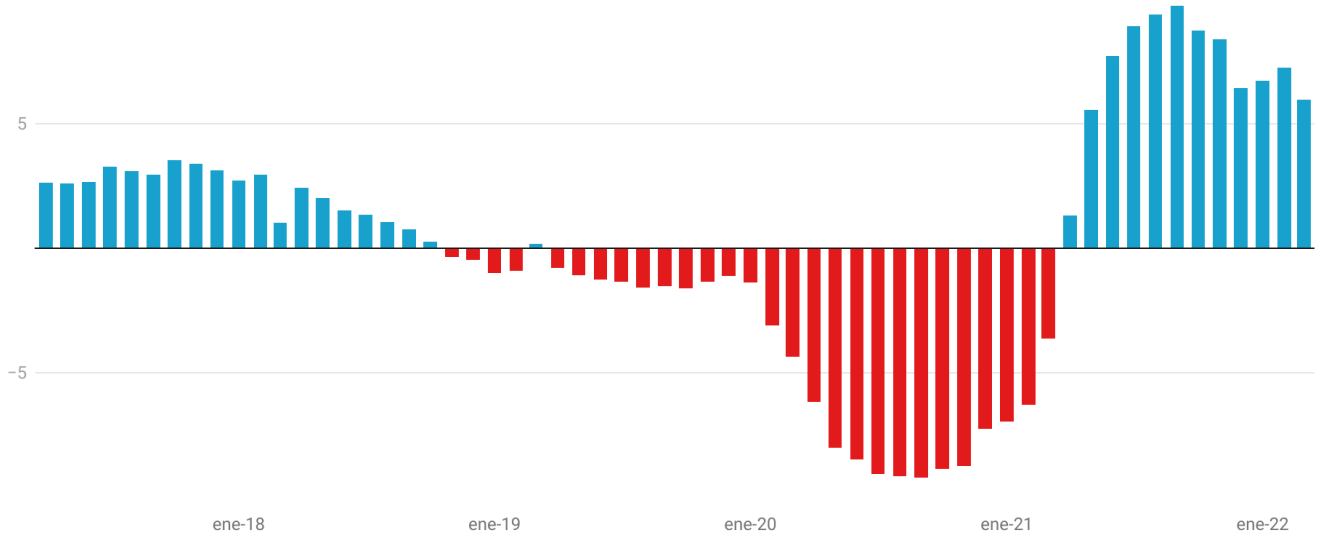
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

» **Índice ASE CTEI:** muestra la evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

ASE CTEI

Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

El consumo aumentó un 7,25 en febrero, frente a febrero de 2021.



Toma el control del coste eléctrico de tu empresa

Grupo ASE nace en Bilbao en 2001 y está presente en todo el territorio nacional. Somos la empresa del sector eléctrico que defiende los derechos e intereses económicos de los consumidores industriales y agentes del sector con capacidad de compra. Nuestros valores son independencia, conocimiento técnico, poder de compra y optimización de la energía y su coste como parte de un servicio integral. En la actualidad contamos con más de 400 clientes y alrededor de 800 puntos de suministro.

Grupo ASE
(Sede central)
Gran Vía 81, piso 6º
departamento 2.
48011 Bilbao (Bizkaia)
Tel: 944 18 02 71
ase@grupoase.net

MÁS SEDES

Comunitat Valenciana
Plaza Constitución, 7
Entresuelo izquierda
03550 San Juan
(Alicante)
Tel: 966 593 464
ase@grupoase.net

Región de Murcia
Avenida Libertad, 2, 2-D
30009 Murcia
Tel: 618 212 774
ase@grupoase.net

Comunidad de Madrid
Avenida de América, 32
28922 Alcorcón
(Madrid)
Tel: 912 262 209
ase@grupoase.net

Andalucía
Calle Pago del Lunes, 9
18195 Cúllar Vega
(Granada)
Tel: 858 952 918
ase@grupoase.net

Cataluña
Cardenal Cisneros, 24
08225 Terrassa
(Barcelona)
Tel: 607 861 575
ase@grupoase.net

Grupo ASE @ASEnergia ASEnergia

www.grupoase.net